

4 Remuneração dos Serviços de Reservas Operativas e de Regulação de Frequência

4.1 Introdução

Os motivos para a manutenção de reservas de potência operativa são largamente conhecidos e relacionam-se a duas preocupações básicas dos operadores dos sistemas de potência:

- manutenção da frequência dentro de valores aceitáveis e
- manutenção da continuidade de atendimento à carga,

questões estas voltadas portanto, respectivamente ao controle da frequência e à confiabilidade do sistema, sendo possível englobá-las com uma única denominação: 'controle de carga e frequência'.

Com base nestas preocupações, a política de reservas operativas de geração de qualquer sistema elétrico de potência precisa definir, sob o aspecto técnico:

- nível de confiabilidade e a quantidade de reserva necessária para obtê-lo;
- quantidade de reserva necessária para se ter a frequência dentro de valores desejáveis;
- quem seriam os responsáveis pela garantia destas reservas;

e sob o aspecto econômico:

- montante de recursos financeiros que poderia ser despendido com as reservas;
- de quem estes recursos seriam obtidos;
- como estes recursos seriam rateados entre os usuários do serviço;
- como os recursos obtidos seriam distribuídos entre os agentes fornecedores envolvidos.

As definições acima, notadamente aquelas relacionadas às questões econômicas, vão depender principalmente do modelo institucional adotado para o sistema elétrico.

Em modelos econômicos de concepção mais antiga, formados por empresas verticalizadas, regionalmente monopolistas e proprietárias dos segmentos de geração, transmissão e distribuição, o serviço é prestado a um preço regulado, baseado em custos. Tais sistemas, em geral, são fortemente regulamentados. Pode-se dizer que este ainda é o perfil atual do sistema elétrico brasileiro, apesar da reestruturação que se encontrava em implementação até o final de 2003, que propunha abertura à competição e a adoção de mecanismos de mercado mais livres.

Os requisitos de reserva, neste caso, podem ser definidos de forma determinística, com base na experiência operacional e, às vezes, de forma probabilística, usando-se as taxas de saída forçada de unidades geradoras, conforme mostrado no Apêndice A. Sob o aspecto econômico, a única preocupação é ter-se alta confiabilidade, com um custo que possa ser considerado como razoável. Conforme é possível concluir, isto é feito de forma bastante empírica, geralmente não se levando em consideração critérios econômicos específicos, mais avançados. Entretanto, é preciso reconhecer que tais critérios não têm sido absolutamente ausentes. Por exemplo, sempre se reconheceu a necessidade do equilíbrio entre confiabilidade e custos, pois sabia-se que manter girando toda a capacidade instalada poderia aumentar consideravelmente a confiabilidade do sistema, não tendo isto nunca sido feito, também por saber-se economicamente desaconselhável. Sempre houve também o reconhecimento de que a manutenção de reservas de geração agrega valor ao serviço de fornecimento de energia, já que a maioria das empresas geradoras sempre as incluíram em seu planejamento e em suas decisões operativas relacionadas à confiabilidade e qualidade de energia. Além disto, a adoção de interconexões entre sistemas regionais veio a permitir, entre outras vantagens, o compartilhamento das reservas, diminuindo as margens individuais de reserva e proporcionando consideráveis economias de capital.

Apesar destes procedimentos proporcionarem índices de confiabilidade satisfatórios, a eficiência econômica pode ficar comprometida. Uma das principais causas desta perda de eficiência é provavelmente a definição de preços completamente regulados, com base em custos, pelos motivos a seguir:

- garante sempre aos agentes prestadores dos serviços a recuperação de todos os seus gastos, não havendo incentivo para redução de custos; estes são repassados aos consumidores, embutidos no valor pago pelo consumo de

energia, não permitindo a eles a distinção das quantias pagas pela regulação de frequência, pela confiabilidade e por outros serviços ancilares;

- não fornecem informação sobre o valor econômico dos serviços de regulação de frequência e confiabilidade, ou sobre o benefício por eles proporcionado.

A determinação deste valor econômico ou benefício é muito difícil, não havendo ainda metodologias garantidamente eficientes com este objetivo.

Nos modelos econômicos de concepção moderna, nos quais as empresas verticalizadas foram fragmentadas em empresas de geração, transmissão e distribuição, permitindo-se ainda, progressivamente, a competição entre os agentes geradores e entre os agentes distribuidores da energia, a eficiência econômica em toda e qualquer atividade relacionada, tornou-se uma preocupação constante. Nestes modelos observa-se geralmente uma tendência de se diminuir, ou mesmo de se extinguir completamente, a regulamentação tradicional. No entanto, algum tipo de regulamentação é sempre necessário.

A necessidade de se otimizarem os custos, em função do novo ambiente, possivelmente competitivo, tem feito com que os geradores vejam o fornecimento de reserva de potência operativa como um novo negócio, uma fonte alternativa de faturamento. Partindo do princípio que, para qualquer gerador, o ideal é estar produzindo a sua capacidade máxima durante a maior parte do tempo, a possibilidade de haver ainda algum pagamento pela parcela que eventualmente não estiver sendo gerada, é bastante atraente. No mínimo, seria uma chance de cobrir pelo menos parte dos custos fixos quando não se está gerando.

As características do serviço de fornecimento de reserva de potência operativa dependeriam muito dos acordos institucionais adotados, da adoção de procedimentos competitivos, do grau de coordenação entre os participantes do sistema e do nível de descentralização aceito, em relação às tomadas de decisão.

Os requisitos de reserva são quase sempre definidos de forma probabilística, podendo o seu gerenciamento ser feito de maneira conjunta, por uma entidade de mercado, quanto aos aspectos financeiros, e pelo operador do sistema, quanto aos aspectos técnicos. Estas duas entidades são quase sempre independentes, tendo como uma de suas atribuições a implementação de mecanismos para definição da quantidade, do preço e

das demais questões financeiras e de alocação da capacidade de reserva de potência operativa. Tais mecanismos devem garantir um equilíbrio eficiente entre o benefício econômico de se ter maior confiabilidade ou maior qualidade da energia (quanto à frequência) e custo relacionado.

4.2 Eficiência Econômica nas Transações Comerciais Relacionadas às Reservas

Tradicionalmente a forma de se obter alguma eficiência com relação aos custos na questão da quantificação e alocação das reservas de potência, tem sido o uso das unidades que conseguem atingir o nível de confiabilidade requerido, com o menor custo possível. Tais unidades são aquelas situadas no final de uma ordem de mérito de despacho, parcialmente despachadas ou não despachadas. Este constitui um procedimento natural, pois se as reservas fossem alocadas em unidades geradoras infra-marginais, com custo de produção de energia mais baixo, poderia haver um aumento no custo marginal do sistema e, em consequência, no preço da energia.

Mais uma vez deve ser considerado o perfil da base de geração do sistema, já que o raciocínio acima é válido quando se tratam de sistemas com grande predominância de usinas térmicas, com algum nível de competição. Em caso contrário, a 'ordem de mérito' é definida mais pela distribuição hidrológica do sistema, do que por custos de operação diretos, os quais seriam nesta hipótese, muito baixos.

Eventualmente, a característica ótima do despacho, independentemente da base de geração, poderá ser comprometida pela existência de restrições de transmissão, que podem fazer com que a ordem de mérito não seja integralmente respeitada, provocando um aumento dos custos marginais.

Neste caso, em relação aos preços das reservas, estes seriam definidos pela entidade reguladora econômica, com base apenas em custos, na forma de tarifa a ser paga pelos consumidores, e cuja arrecadação é repassada aos agentes provedores do serviço. As quantidades necessárias de reservas, ou seja, o nível de confiabilidade e a qualidade da regulação de frequência, seriam definidas pelo operador do sistema, responsável pelo despacho centralizado, o qual definiria ainda em que unidades geradoras as reservas

seriam preferivelmente alocadas. A alocação das reservas para regulação de frequência dependeria, a princípio, de quais usinas se encontrassem equipadas para esta função. Quanto às reservas para confiabilidade, a alocação dependeria das programações de manutenção e do despacho de energia. O operador teria a prerrogativa de instar uma unidade a deixar de gerar para disponibilizar reservas ou a instalar equipamentos adicionais para regulação de frequência (participação no CAG), a bem da confiabilidade e da qualidade da energia.

Esta descrição representa um modelo de definição de preços de reservas regulamentado, sem qualquer nível de competição, no qual observa-se que a principal preocupação reside em aspectos técnicos de engenharia. Apesar de não serem levados em conta os benefícios econômicos gerados por uma confiabilidade ou qualidade de energia maiores, é possível perceber-se alguma consideração de questões econômicas, pois poderia ser implementado por exemplo, um aumento da confiabilidade, mesmo que isto provocasse um pequeno aumento no custo, ou uma pequena redução da mesma, se isto resultasse em uma economia significativa.

Na transição para um modelo moderno, reestruturado para se incorporar procedimentos competitivos e diminuir a regulamentação, algumas questões primordiais afloram:

- até que ponto isto poderia ser feito de maneira a premiar a eficiência econômica sem comprometer a confiabilidade do sistema e a qualidade da energia?
- seria possível a quantificação e a definição de preços das reservas serem feitas exclusivamente segundo as leis econômicas?

O maior número de metodologias atualmente implantadas ou em implantação em diversos sistemas elétricos, podem ser caracterizadas como híbridas pois adotam mecanismos de mercados competitivos, mantendo alguma regulamentação para se evitem abusos econômicos, tais como poder de mercado, especulação com preços, formação de cartéis etc, mantendo-se a possibilidade do operador do sistema monitorar os níveis de confiabilidade e de qualidade da energia.

Uma análise da relação custo-benefício do serviço, por exemplo, constitui também uma destas metodologias. Ao se aumentar a quantidade de reserva de confiabilidade, acontece uma diminuição dos custos em que os consumidores incorreriam devido à interrupções no fornecimento (custos de interrupção), simultaneamente a um aumento

dos custos de investimento e operação para proporcionar as reservas. A soma deste dois custos representa o custo total das reservas. O ponto de mínimo da curva de custo total determinaria o custo mínimo do serviço e a quantidade de reserva correspondente representaria o nível ótimo de confiabilidade. Entretanto, como a definição do custo de interrupção geralmente baseia-se em um índice de risco, usado como parâmetro de confiabilidade, existe a necessidade de uma tomada de decisão centralizada, o que diminui o perfil competitivo desta abordagem.

Uma das estruturas de mercado mais comuns para a comercialização das reservas, descrita na Seção 1.2.1.1, consiste em um mecanismo que se inicia com a apresentação de ofertas de venda pelos agentes geradores e ofertas de compra pelos agentes distribuidores e grandes consumidores podendo o operador do sistema ou a entidade de mercado funcionar como intermediário, recebendo as ofertas de venda e adquirindo o serviço, no interesse dos ofertantes de compra e distribuindo o custo entre eles. Este tipo de mercado encontra-se, por exemplo, na Califórnia, New England e New York, nos EUA, e ainda no Canadá e Espanha [Correa, 2000; CAISO, 2002; EAL, 2000; NEPOOL, 2000; NYISO, 2004].

Esta estrutura de mercado só não é economicamente perfeita porque a quantidade total de reserva a ser comercializada não é definida pelas forças de mercado e sim pelo operador do sistema, com base em critérios de confiabilidade e de qualidade da energia, sendo rateada entre os adquirentes, proporcionalmente à sua demanda de energia.

Quanto ao relacionamento entre um mercado de energia e um mercado de reserva, dois modelos básicos de organização podem ser encontrados [O'Malley, 2002; EAL, 2000]. Os mercados seriam liquidados simultaneamente [Costa, 2004; Turner, 2003], ou de forma seqüencial, em primeiro lugar o mercado de energia, definindo o ponto de partida para a liquidação do mercado de reservas, com seus possíveis sub-mercados. No caso de haver diversos sub-mercados de reservas, poderia haver ainda uma opção híbrida, liquidando-se em primeiro lugar o mercado de energia e em seguida estes sub-mercados, simultaneamente. Esta questão vem sendo muito estudada, não se tendo ainda um parecer definitivo sobre qual seria a opção ideal. Entretanto estudos têm mostrado que se consegue um menor custo global com a liquidação simultânea dos mercados de reserva e energia, apesar de se observar um aumento no custo da energia [O'Malley, 2002].

Assim, além de garantir a confiabilidade e a qualidade de energia requeridas, um modelo coerente de avaliação de reservas de potência operativa, incluindo quantificação, alocação, definição de preços e estrutura de comercialização, deve garantir a maior eficiência econômica possível, em termos de custos, dentro dos limites impostos pelas características próprias de cada sistema elétrico. Este modelo deve ainda ter dinâmica operacional capaz de permitir a sua aplicação, mantendo a eficiência técnica e econômica, tanto no período transitório como após a implantação definitiva da reestruturação.

4.3 Definição do Mecanismo de Remuneração dos Serviços

4.3.1 Justificativa da Remuneração

Além do custo de oportunidade e custos específicos incorridos, mostrados no capítulo 1, pode ser encontrada mais uma série de justificativas para a remuneração das unidades geradoras e de quaisquer outros agentes fornecedores dos serviços de reservas operativas e regulação de frequência. A principal delas entretanto, é a agregação de benefícios ao sistema elétrico, representados por incrementos na confiabilidade e na qualidade da energia elétrica servida. Uma outra justificativa é a constatação de que apenas alguns dos agentes participantes do sistema são responsáveis por estes benefícios agregados, os quais são usufruídos pela totalidade dos participantes, o que não se configura como uma situação justa, caso não haja remuneração por eles. O estabelecimento de multas, que sujeitam os prestadores dos serviços a desembolsos financeiros, caso os serviços não sejam prestados, ou não estejam em conformidade com as normas estabelecidas, representa uma outra justificativa importante. A questão que se apresenta então é: seria justo um gerador deixar de gerar energia, incorrendo em diversas modalidades de custos, para prestar serviços que incorporam importantes benefícios ao sistema elétrico, compartilhados tanto pela carga quanto pelos demais geradores, sujeitando-se à multas caso tenha problemas na prestação desses serviços, sem ser adequadamente remunerado?

4.3.2 Remuneração dos Serviços

Obviamente a resposta a esta pergunta deve ser não, de forma que a proposta que se faz é de que o pagamento a ser efetuado a um agente gerador, pela participação nos serviços de reservas operativas e regulação de frequência, proporcione a recuperação dos custos incorridos, dados por (3.4), e remunere os benefícios que ele agrega ao sistema. Portanto, em uma hora j , a remuneração destes serviços será definida pela soma de três componentes, conforme mostrado por (4.2). Considerando-se (3.4), tem-se:

$$RE_Res_{pj} = CT_Res_{pj} + RB_Res_{pj} \quad (4.1)$$

ou:

$$RE_Res_{pj} = OPT_{pj} + CI_Res_{pj} + RB_Res_{pj} \quad (4.2)$$

sendo RB_Res_{pj} uma parcela do benefício agregado à operação do sistema pela usina, através do serviço de reservas operativas, traduzido financeiramente, e que pode ser visto como o 'valor do serviço'. Assim, as duas primeiras parcelas de (4.2), referem-se à recuperação dos custos assumidos pelo agente gerador na prestação do serviço, e a última parcela representa a remuneração do benefício, ou a sua vantagem ou prêmio por tê-lo prestado (pode ser entendido como o lucro do agente).

Os custos específicos ou exclusivos devem ser ressarcidos na sua integridade, pela sua própria característica, ou seja, de terem ocorrido exclusivamente em função da prestação dos serviços. O custo de oportunidade, por sua vez, deve ser ressarcido através da remuneração do benefício agregado, conforme mostrado a seguir.

Considerando que a remuneração total do benefício agregado por uma certa quantidade de reserva, colocada por uma usina geradora numa dada hora, seja representado por BE_Res_{pj} , tem-se:

$$RB_Res_{pj} = BE_Res_{pj} - OPT_{pj} \quad (4.3)$$

Se:

$$BE_Res_{pj} \geq OPT_{pj} \quad (4.4)$$

ou:

$$RB_Res_{pj} \geq 0 \quad (4.5)$$

(4.2) será reduzida a:

$$RE_Res_{pj} = CI_Res_{pj} + BE_Res_{pj} \quad (4.6)$$

Em caso contrário, isto é, se:

$$BE_Res_{pj} < OPT_{pj} \quad (4.7)$$

(4.2) passará a ser:

$$RE_Res_{pj} = OPT_{pj} + CI_Res_{pj} \quad (4.8)$$

O valor BE_Res_{pj} , representa portanto o 'valor teto' da remuneração do benefício agregado à operação do sistema pelos serviços em questão.

4.3.3 Valor Teto da Remuneração do Benefício dos Serviços de Reservas Operativas e Regulação de Frequência

A metodologia de remuneração, um dos objetivos do presente trabalho, propõe que os cálculos dos pagamentos a serem efetuados aos agentes participantes sejam feitos “ex-post”, sendo indicada portanto para aplicação em sistemas regulamentados, ou em fase de transição para modelos mais competitivos. As remunerações pelo benefício são calculadas inicialmente por hora, para cada usina participante, em função de certas características individuais e do desempenho, no caso da prestação do serviço de reserva operativa. É considerado ainda o comportamento do sistema como um todo em relação aos quesitos de confiabilidade de curto prazo e qualidade da frequência.

As contabilizações deverão ser mensais, por ser este o período historicamente utilizado para a integralização de consumos e pagamentos no setor elétrico. No caso do sistema

elétrico brasileiro, isto dar-se-ia concomitantemente com o processo de contabilização mensal do MAE, relativo à energia elétrica, enquanto ele existir, o que acredita-se ser o mais prudente, já que todos os procedimentos contábeis seriam aplicados de maneira simultânea, evitando-se possíveis erros e atrasos em fluxos financeiros entre os agentes participantes. Nesse caso, em relação ao novo modelo do setor elétrico a ser implementado a partir de 2004, deverá ser verificado como se dará este processo de contabilização, para que sejam consideradas as remunerações referentes às reservas operativas e regulação de frequência.

Não há necessidade de aquisição específica de dados, que envolvam a instalação de equipamentos próprios de medição, já que os dados envolvidos nos cálculos das remunerações horárias fazem parte do sistema de aquisição usual de dados do operador do sistema. Os únicos dados a serem acrescentados são relativos aos custos da produção de energia e custos específicos dos serviços, que devem ser solicitados dos agentes participantes, entre os que não os venham fornecendo usualmente.

A parcela da remuneração dos agentes, correspondente ao pagamento do benefício agregado à operação do sistema elétrico, ou o valor do serviço, depende principalmente do tipo da reserva, se para regulação ou para confiabilidade, uma vez que ele terá características muito diferentes em cada um dos casos. A remuneração total do benefício proporcionado por uma unidade geradora⁹ i , que tenha disponibilizado reservas de potência operativa será, genericamente, numa hora j :

$$BE_Res_{ij} = BE_RCf_{ij} + BE_Reg_{ij} \quad (4.9)$$

Já que a regulação de frequência envolve muito mais que simplesmente a disponibilização de uma reserva de potência, a proposta é de que a sua remuneração seja feita em duas parcelas, uma relativa à reserva propriamente dita e outra ao serviço prestado. Com isto, em (4.9) tem-se, para a remuneração do 'benefício da regulação de frequência' na hora j :

$$BE_Reg_{ij} = BE_RRg_{ij} + BEF_SR_{ij} \quad (4.10)$$

Dai:

$$BE_Res_{ij} = BE_RCf_{ij} + (BE_RRg_{ij} + BEF_SR_{ij}) \quad (4.11)$$

sendo:

BE_RCf_{ij} - remuneração da unidade geradora i , pelo benefício proporcionado por sua reserva operativa para confiabilidade, na hora j - \$;

BE_RRg_{ij} - remuneração da unidade geradora i , pelo benefício proporcionado por sua reserva operativa para regulação, na hora j - \$;

BEF_SR_{ij} - remuneração final da unidade geradora i , pelo benefício proporcionado por sua participação no serviço de regulação, na hora j - \$.

A remuneração do benefício proporcionado pelo serviço de regulação de frequência deverá ser feita por hora de participação no serviço, de forma diferente da remuneração do benefício proporcionado pelas reservas para confiabilidade e regulação, que será feita por unidade de potência.

Assim, utilizando-se valores unitários (\$/MWh) para as remunerações parciais, vem:

$$BE_Res_{ij} = RCf_{ij} \cdot Be_RCf_{ij} + RRg_{ij} \cdot Be_RRg_{ij} + BEF_SR_{ij} \quad (4.12)$$

onde:

Be_RCf_{ij} - remuneração unitária da unidade geradora i , pelo benefício proporcionado pela sua reserva operativa para confiabilidade, na hora j - \$/MWh;

Be_RRg_{ij} - remuneração unitária da unidade geradora i , pelo benefício proporcionado pela sua reserva operativa para regulação de frequência, na hora j - \$/MWh;

RCf_{ij} - montante de reserva de confiabilidade fornecido pela unidade geradora i , na hora j - MWh;

RRg_{ij} - valor médio horário da reserva de regulação fornecido pela unidade geradora i , na hora j - MWh;

9 A partir da seção 4.3.2, até o capítulo 0 inclusive, a referência será mantida para unidade geradora (índice i), pois ao se tratar de reservas operativas, envolvendo confiabilidade e regulação de frequência, o desempenho analisado refere-se muitas vezes a cada unidade de uma usina.

Como a remuneração do benefício proporcionado pelo serviço de regulação deverá ser proporcional ao tempo em que a regulação é feita a cada hora 'para cima', ou seja, ao se consumir reserva quando a frequência está baixa, tem-se:

$$BEF_SR_{ij} = (1 + TC_{ij}) \cdot BE_SR_{ij} \quad (4.13)$$

Onde:

BE_SR_{ij} - remuneração básica da unidade geradora i , pelo benefício proporcionado pela sua participação no serviço de regulação de frequência na hora j - \$/MWh;

TC_{ij} - tempo em que a regulação é feita 'para cima' (frequência baixa) pela unidade i , na hora j - pu.

Caso se queira determinar uma 'remuneração unitária do benefício da regulação de frequência', de (4.10), e considerando (4.12) vem:

$$Be_Reg_{ij} = Be_RRg_{ij} + \frac{BEF_SR_{ij}}{RRg_{ij}} \quad (4.14)$$

A 'remuneração final unitária do benefício do serviço de regulação de frequência', por sua vez, será, a partir de (4.13) e (4.14):

$$Bef_SR_{ij} = \frac{(1 + TC_{ij}) \cdot BE_SR_{ij}}{RRg_{ij}} \quad (4.15)$$

Assim, de (4.12) e (4.14), vem:

$$BE_Res_{ij} = RCf_{ij} \cdot Be_RCf_{ij} + RRg_{ij} \cdot \left(Be_RRg_{ij} + \frac{BEF_SR_{ij}}{RRg_{ij}} \right) \quad (4.16)$$

4.4 Conclusões

O ideal seria se os preços, a quantificação e a alocação das reservas de potência operativa pudessem se harmonizar plenamente com a base conceitual que vem direcionando a reestruturação e/ou mudança de regulamentação do setor elétrico, que é a adoção de mercados competitivos, o mais perfeito possível, e tomadas de decisão descentralizadas, como mecanismos preferidos para se definirem preços, quantificar e alocar reservas de potência operativa, favorecendo as escolhas individuais.

A opção de maior eficiência econômica seria aquela em que o preço de mercado e o nível eficiente de reservas fossem definidos pelo ponto de equilíbrio entre a oferta e a procura. Este ponto é o cruzamento da curva de oferta, que representa os valores pelos quais os fornecedores estariam dispostos a vender, e a curva de demanda, que representa os valores que os consumidores estariam dispostos a pagar, ou o valor marginal do serviço. A alocação seria automática, determinada pelos agentes que efetuassem vendas e pelas quantidades vendidas.

Entretanto, os diversos tipos de problemas que vêm sendo detectados nas tentativas de implantação de mercados de reservas operativas, os quais aparecem também nos próprios mercados de energia, levam a crer que esta harmonia perfeita provavelmente só será alcançada com o aperfeiçoamento das propostas de reestruturação e das estruturas e políticas mercadológicas nelas embutidas e da inexistência de restrições elétricas, principalmente relativas à transmissão de energia.

A experiência tem mostrado que a característica da base de geração do sistema elétrico também poderá trazer dificuldades à implementação de um mecanismo de mercado perfeito para a reserva de potência operativa.

Nos sistemas predominantemente hidráulicos, como é o caso do Brasil, o despacho é fortemente influenciado pela distribuição pluvial, afluências hidráulicas e deplecionamento dos reservatórios das usinas. Isso exige uma acentuada centralização do despacho, o que geralmente representa um obstáculo à desregulamentação e, conseqüentemente, à implantação de metodologias de mercado mais competitivas para a comercialização das reservas.

Além disto, é importante que se considere o grande problema representado pela transição de um modelo institucional antigo, monopolista, para um novo modelo desverticalizado e progressivamente competitivo. Neste momento geram-se questões legais complexas, relacionadas à transferência e divisão de ativos e passivos, de faturamento e custos, de responsabilidades e direitos, entre outras, além das questões de conotação técnica. A solução das demandas judiciais ocasionadas neste período transitório é geralmente muito demorada, atrasando as tomadas de decisão relativas aos modelos a serem adotados no novo ambiente. Isso faz ainda com que este período seja muito longo, exigindo às vezes o desenvolvimento e adoção de metodologias e procedimentos temporários, até se terem as condições perfeitas para a implementação dos procedimentos definitivos. A experiência tem indicado também que as tentativas de se proceder à transição de forma muito rápida são capazes de proporcionar consideráveis prejuízos financeiros aos agentes participantes do mercado de energia elétrica.

À luz destas considerações, o mecanismo de remuneração dos serviços de reservas operativas e regulação de frequência que se propõe nessa tese adapta-se perfeitamente às situações em que dispositivos perfeitos de mercado não sejam indicados, ou não possam ser implementados definitivamente ou temporariamente. Pode-se considerar que ele traz um pouco da ineficiência econômica das remunerações baseadas unicamente em custos, por tentar garantir a cobertura destes, principalmente os custos de oportunidade. É importante entretanto observar-se que será promovida uma competição que premia a qualidade dos serviços, na medida em que as remunerações serão diferenciadas pelo desempenho dos participantes. Isto, paralelamente ao incentivo à melhoria da qualidade, acaba por diminuir o custo final dos serviços de reservas operativas e regulação de frequência. Além disso, como há necessidade de se conhecerem os custos de cada potencial fornecedor, o processo pode ser tornado mais competitivo, por exemplo através da análise de ofertas para a prestação dos serviços com base nos custos declarados. Os fornecedores seriam escolhidos na ordem decrescentes do custo ofertado, uma vez enquadrados nas especificações técnicas estabelecidas.

Um outro aspecto positivo a ser destacado no mecanismo de remuneração proposto é a distinção entre os benefícios do fornecimento simples de reservas e do fornecimento de reservas acompanhado de regulação de frequência.